Northern Oil and Gas Annual Report 1996

The management of oil and gas resources North of 60^0 latitude in the Northwest Territories and in Yukon is a federal responsibility. This responsibility is carried out by the Northern Oil and Gas Directorate of the Department of Indian Affairs and Northern Development.

Petroleum resource management on Crown lands north of 60^0 latitude is exercised under two federal statutes: the *Canada Petroleum Resources Act* (CPRA) and the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGOA). The CPRA governs the allocation of Crown lands to the private sector, tenure to the allocated rights, and the setting and collection of royalties. It is administered by the Minister of Indian Affairs and Northern Development. The COGOA regulates the industrial activities with respect to resource conservation, environmental protection and safety of workers. It is administered by the National Energy Board.

Canada

Indian and Northern Affairs Canada | Affaires indiennes et du Nord Canada

Published under the authority of the
Honourable Jane Stewart, P.C., M.P.
Minister of Indian Affairs and
Northern Development
Ottawa, 1997

© Minister of Supply and Services Canada

Ce document est également publié en français sous le titre :
Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel 1996

To His Excellency
The Right Honourable Romeo Leblanc,
Governor General of Canada

May it please your Excellency:

As in accordance with the provisions of the *Canada Petroleum Resources Act*, I have the honour to present the 1996 Northern Oil and Gas Annual Report for the calendar year ending December 31, 1996.

Respectfully submitted,

Jane Stewart, P.C., M.P.,

102-00305/

Canada's Northern Frontier Lands

Area under the responsibility of the Minister of Indian Affairs and Northern Development

Contents

Overview of Northern Oil and Gas Activities 3
Discovered Resource Inventory 4
Northern Oil and Gas Resources 5
Oil and Gas Management
Rights Issuance 6
Northern Benefits 6
Environmental Considerations 6
Environmental Studies Research Funds 6
Expenditures & Royalties 7
Canada-Yukon Oil & Gas Accord 7
Development and Production
Norman Wells 8
Oil and Gas Production (Chart) 8
Pointed Mountain 9
Kotaneelee 9
Bent Horn 9
Statistical Overview
Activity Status 10
Oil and Gas Revenues Received 10
Land Status 11
Exploration Licences Issued Before 1996 12
Exploration Licences Issued in 1996 13
Regional Exploration Activity for the Mainland Territories 14
Regional Exploration Activity for the Mackenzie Delta & Beaufort Sea 15
Regional Exploration Activity for the Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore 15
Well Activity-Drilling 16
Well Activity-Abandonments 17
Sources of Information
Northern Oil and Gas Directorate 18
Other Sources of Information 19
Maps
Canada's Northern Frontier Lands 1

OVERVIEW OF NORTHERN OIL AND GAS ACTIVITIES

The last year has seen a continuation of the gradual reopening of Canada's frontier lands north of 60° to oil and gas exploration. The pace of reopening of lands north of 60° is a result of ongoing community consultations and involvement in the decision making that affects their economic aspirations.

One of the year's highlight was the spudding, in the southern Northwest Territories, of the first new exploratory well in many years. The well was drilled on one of the new exploration licences issued in 1995; the results will be reported next year.

The department is looking into the possibility of having the reporting year changed from the present calendar year to coincide with the rights issuance cycle (June 1 to May 31) so that major annual activity, such as drilling which occurs during the winter season, is reported on a timely basis.

Oil and gas activity south of 60°N, especially in northeastern British Columbia, has had an impact resulting in the growing interest and activity north of 60°. This interest has also been spurred by other factors such as the rights issuance activity, a profit-sensitive royalty regime, cost-reducing technology and support for exploration and development from Aboriginal communities which benefit from increased employment and business opportunities

The rights issuance cycle initiated in 1995 with two calls for nominations, one in the Central Mackenzie Valley and one in the Southern Northwest Territories, (the Fort Liard area), concluded in 1996 with two Calls for Bids. A total value of $29,660,131 in work expenditure bids was received for eleven of the thirteen parcels posted representing 520,344 hectares. Five exploration licences were issued in the Central Mackenzie Valley and six were issued for the Southern Northwest Territories. (See chart on page 13 for details.)

Two calls for nominations were issued in 1996: one for the Beaufort Sea-Mackenzie Delta region and one for the mainland Northwest Territories. The 1996 Call for Nominations in the Beaufort Sea and Mackenzie Delta did not result in new postings. The call in the Central Mackenzie Valley resulted in a Call for Bids for eleven parcels totalling approximately 1,070,572 hectares. The call for bids will close on May 1, 1997.

Work also continued on the exchange of four former exploration permits in the Cape Bathhurst area for exploration licences in the Mackenzie Delta. Cape Bathurst is part of the land for which the Inuvialuit received title, including minerals, under the Inuvialuit Final Agreement (IFA) in 1984. The exchange allows government to honour its commitments under the IFA and deal with industry's exploration rights fairly. The exchange will be finalized in January 1997.

Overview of Northern Oil and Gas Activities, 1996

Lands held under licence as of year-end (millions of hectares)	3.1
Licences active as of year-end (includes exploration, significant discovery and production licences)	165
Licences issued during the year	11
Cumulative discovered natural gas resources as of year-end (initial recoverable volumes in billions of cubic metres)	811
Cumulative discovered crude oil resources as of year-end (initial recoverable volumes in millions of cubic metres)	345
Natural gas production (millions of cubic metres)	607
Oil production (thousands of cubic metres)	1671
Exploration, development and production expenditures ($millions)	50
Oil and gas revenues received in 1996 ($millions) (Royalties, rentals, fees, deposit forfeitures)	14.6

Discovered Resource Inventory

	Crude Oil (millions of m^3)	Natural Gas (billions of m^3)
Mainland Territories	**39**	**35**
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	**240**	**360**
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	**66**	**416**
Total	**345**	**811**

Overview of Northern Oil and Gas Activities, 1996

Lands held under licence as of year-end (millions of hectares)	3.1
Licences active as of year-end (includes exploration, significant discovery and production licences)	165
Licences issued during the year	11
Cumulative discovered natural gas resources as of year-end (initial recoverable volumes in billions of cubic metres)	811
Cumulative discovered crude oil resources as of year-end (initial recoverable volumes in millions of cubic metres)	345
Natural gas production (millions of cubic metres)	607
Oil production (thousands of cubic metres)	1671
Exploration, development and production expenditures ($millions)	50
Oil and gas revenues received in 1996 ($millions) (Royalties, rentals, fees, deposit forfeitures)	14.6

Discovered Resource Inventory

	Crude Oil (millions of m^3)	Natural Gas (billions of m^3)
Mainland Territories	**39**	**35**
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	**240**	**360**
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	**66**	**416**
Total	**345**	**811**

Northern Oil and Gas Resources

Estimates of oil and gas resources discovered in the mainland Northwest Territories and Yukon, the Mackenzie Delta-Beaufort Sea, and the Arctic Islands (including the eastern Arctic offshore) amount to some 345 million cubic metres of oil and 811 billion cubic metres of natural gas.

Over time, and in the absence of new discoveries, the total remaining resources declines as fields are produced. As of the end of 1996, the North holds about 25 percent of Canada's remaining discovered conventional oil and 24 percent of remaining discovered gas. The importance of the northern basins is even more evident when one considers undiscovered conventional oil and gas resources (see table). The North is estimated to contain roughly 40 percent of both Canada's undiscovered conventional light crude oil potential and its undiscovered conventional gas potential.

One-third of northern Canada (north of 60°N latitude) is covered by sedimentary rock. Major basins with proven petroleum potential lie beneath the mainland Northwest Territories and Yukon between the Canadian Shield in the East and the Rocky Mountains to the west (overlying the northern part of the Western Canada Sedimentary Basin); the Mackenzie Delta/Beaufort Sea, and the Arctic Islands (the Sverdrup and Franklinian basins).

In the far northwest, oil and gas have been found in the Eagle Plain of the Yukon, and in the east, gas/condensate has been discovered on the continental shelf southeast of Baffin Island. Between these geographic extremes lie numerous basins and subbasins with petroleum potential which remain largely unexplored.

The North has seen relatively little production of its oil and natural gas compared to southern Canada. To date, most oil production has been from the Norman Wells field in the central Mackenzie Valley (with some production from the much smaller Bent Horn field in the Arctic Islands). Gas is currently being produced from two fields close to the territorial border with British Columbia.

Northern Remaining Resources as Percentage of Total Canadian Remaining Resources*

	Recoverable Conventional Light Crude Oil		Recoverable Conventional Natural Gas	
	Discovered	Undiscovered	Discovered	Undiscovered
Mainland Territories	2%	1%	1%	4%
Mackenzie Delta / Beaufort Sea	18%	21%	12%	15%
Arctic Islands/Eastern Arctic Offshore	5%	16%	13%	21%
Northern Canada Total	**25%**	**38%**	**26%**	**40%**

* As of end 1996: source - National Energy Board

Northern Oil and Gas Resources

Estimates of oil and gas resources discovered in the mainland Northwest Territories and Yukon, the Mackenzie Delta-Beaufort Sea, and the Arctic Islands (including the eastern Arctic offshore) amount to some 345 million cubic metres of oil and 811 billion cubic metres of natural gas.

Over time, and in the absence of new discoveries, the total remaining resources declines as fields are produced. As of the end of 1996, the North holds about 25 percent of Canada's remaining discovered conventional oil and 24 percent of remaining discovered gas. The importance of the northern basins is even more evident when one considers undiscovered conventional oil and gas resources (see table). The North is estimated to contain roughly 40 percent of both Canada's undiscovered conventional light crude oil potential and its undiscovered conventional gas potential.

One-third of northern Canada (north of 60°N latitude) is covered by sedimentary rock. Major basins with proven petroleum potential lie beneath the mainland Northwest Territories and Yukon between the Canadian Shield in the East and the Rocky Mountains to the west (overlying the northern part of the Western Canada Sedimentary Basin); the Mackenzie Delta/Beaufort Sea, and the Arctic Islands (the Sverdrup and Franklinian basins).

In the far northwest, oil and gas have been found in the Eagle Plain of the Yukon, and in the east, gas/condensate has been discovered on the continental shelf southeast of Baffin Island. Between these geographic extremes lie numerous basins and subbasins with petroleum potential which remain largely unexplored.

The North has seen relatively little production of its oil and natural gas compared to southern Canada. To date, most oil production has been from the Norman Wells field in the central Mackenzie Valley (with some production from the much smaller Bent Horn field in the Arctic Islands). Gas is currently being produced from two fields close to the territorial border with British Columbia.

Northern Remaining Resources as Percentage of Total Canadian Remaining Resources*

	Recoverable Conventional Light Crude Oil		Recoverable Conventional Natural Gas	
	Discovered	Undiscovered	Discovered	Undiscovered
Mainland Territories	2%	1%	1%	4%
Mackenzie Delta / Beaufort Sea	18%	21%	12%	15%
Arctic Islands/Eastern Arctic Offshore	5%	16%	13%	21%
Northern Canada Total	**25%**	**38%**	**26%**	**40%**

* As of end 1996: source - National Energy Board

OIL AND GAS MANAGEMENT

Rights Issuance

Two calls for bids initiated in the fall of 1995 closed in 1996. The call for bids in the Central Mackenzie Valley closed on the 26th of March 1996 with work bids totalling $9,343,000 being accepted for the five parcels posted. Five exploration licences were issued for 375,087 hectares of land northwest of Fort Good Hope and between Norman Wells and Fort Norman. The Southern Northwest Territories call for bids closed on April 9, 1996. Total work bids amounting to $20,317,131 were received on six of the eight posted parcels resulting in the issuance of six exploration licences.

In 1996, one call for nominations was launched for the mainland Northwest Territories. This call was in the Central Mackenzie Valley. Posting requests totalling 1,070,572 hectares were received for eleven parcels. A call for bids for the eleven parcels was launched on November 30, 1996 and will close on May 1, 1997.

The annual call for nominations in the Mackenzie Delta and Beaufort Sea area was launched in January, 1996. The call for nominations closed on April 12, 1996 with no new posting requests received.

Northern Benefits

When exploration and development are undertaken in northern Canada, the proponent must ensure full and fair access to employment, training and business opportunities for northerners, and give first consideration to qualified individuals resident in regional communities. The gradual reopening of the mainland Northwest Territories to oil and gas exploration is beginning to generate employment and business opportunities for northern communities. In particular, the community of Fort Liard has seen significant employment growth due to oil and gas exploration. As well, the Sahtu communities of Fort Norman and Norman Wells are beginning to capture economic benefits from renewed exploration activity.

Environmental Considerations

Prior to issuing Calls for Nominations consultations are held with First Nations to identify areas of environmental sensitivity, including those holding special interest for cultural or spiritual reasons to First Nations. Some of these areas are then either excluded from the lands available for nomination or are flagged as being subject to certain terms and conditions at the activity permitting stage. Environmental considerations also play an important role in regard to the issuance of land use permits, water licences and all work authorizations.

The Environmental Studies Research Funds (ESRF)

Under the Canada Petroleum Resources Act, the ESRF finances environmental and social studies related to the exploration and development of oil and gas resources on frontier lands. The program is funded through levies paid by interest holders on frontier lands which have not been imposed since 1994 as no new projects have been initiated in the last four years. Since its inception in 1983, the ESRF has

published 130 reports which are available from the National Energy Board. Four remaining studies will be published by mid-1997.

Expenditures & Royalties

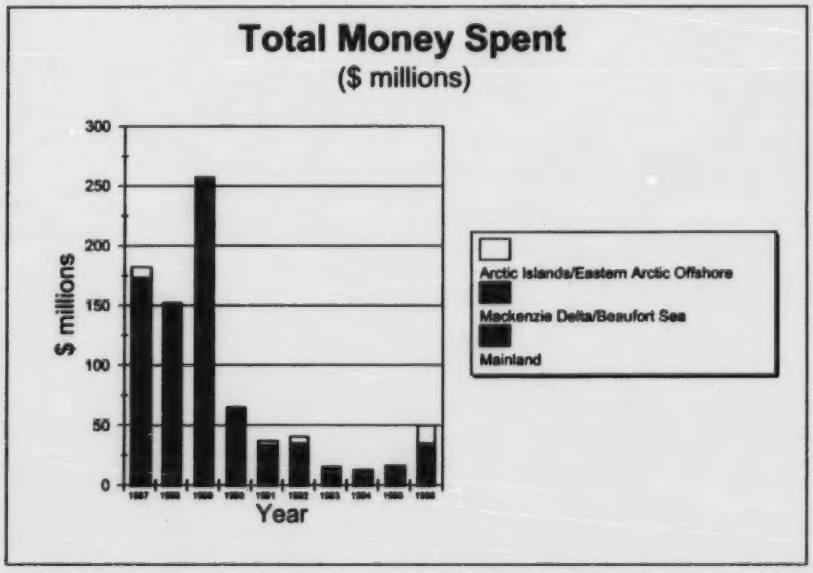
In 1996, expenditures on northern oil and natural gas exploration amounted to approximately $33 million. Since rights issuance was reinstituted in 1994, the expenditures have increased gradually from the 1994 level of $5 million. The chart on this page includes money spent on abandonments, which is considered separate from exploration expenditures.

Royalties received from industry on northern oil and natural gas production amounted to about $14 million during 1996. From this amount, the Sahtu and Gwich'in First Nations each received about $240,000 in fulfilment of royalty sharing provisions in their land claim settlement agreements.

Canada-Yukon Oil & Gas Accord

The Federal and Yukon governments signed the Canada-Yukon Oil and Gas Accord in May 1993. This agreement provides for the transfer to Yukon of the responsibilities for the administration and regulation of onshore oil and natural gas exploration and development in Yukon. This provincial-type responsibility will be exercised by the Yukon government once the agreement is implemented.

Bill C-50, the *Canada-Yukon Oil and Gas Accord Implementation Act*, was introduced into Parliament on June 14, 1996. The proposed legislation, once passed by Parliament, will implement the agreement.



DEVELOPMENT AND PRODUCTION

Norman Wells

Norman Wells lies in the central Mackenzie Valley just south of the Arctic Circle and approximately equidistant from the Beaufort Sea and the Alberta border. The field is the fourth largest producing oil field in Canada, in terms of remaining reserves. A little over half of the estimated ultimate recoverable reserves of 37.5 x 10^6 cubic metres (236 million barrels) have now been produced. The field is in full production with output at about 4800 cubic metres per day. Oil flows through a 30 cm (12 inch) pipeline running south a distance of 866 km to a terminus at Zama, Alberta. The small refinery which has operated at Norman Wells since 1930 was finally closed and dismantled by Imperial Oil Limited in 1996.

A project to tap peripheral reserves at Norman Wells by the drilling of horizontal wells, began in 1995 and ended in 1996. Six wells additional to the three drilled in 1995 were completed this year. Four wells are now producing oil and the remainder are being used as injectors. Additional production from this development program is expected to augment total production by some 300 cubic metres per day.

Norman Wells production in 1996 was an estimated 1.632 x 10^6 cubic metres of oil and 132.4 x 10^6 cubic metres of natural gas. Slightly lower than the previous year, 1996 production continues the shallow decline in annual production observed over the last five years.

Oil was discovered at Norman Wells in 1920. Limited field development occurred during the 1940s as part of the Canol project to supply oil for the war effort in the Pacific theatre. A much larger expansion project began in 1983 and involved the construction of the pipeline south to Alberta. Norman Wells was the first and remains the sole major hydrocarbon development project north of 60 degrees in Canada.

Oil and Gas Production

	1992	1993	1994	1995	1996
Oil Production (thousands of m^3)					
Norman Wells	1850.0	1790.0	1730.0	1697.6	1631.8
Bent Horn	28.2	56.9	52.9	35.3	39.6
Total	1878.2	1846.9	1782.9	1732.9	1671.4
Gas Production (millions of m^3)					
Pointed Mountain	86.7	99.6	63.6	65.9	47.2
Norman Wells	128.0	133.6	123.9	129.8	132.4
Kotaneelee	506.9	492.3	471.1	442.9	427.5
Total	721.6	725.5	658.6	638.6	607.1

Pointed Mountain

DEVELOPMENT AND PRODUCTION

Norman Wells

Norman Wells lies in the central Mackenzie Valley just south of the Arctic Circle and approximately equidistant from the Beaufort Sea and the Alberta border. The field is the fourth largest producing oil field in Canada, in terms of remaining reserves. A little over half of the estimated ultimate recoverable reserves of 37.5 x 10^6 cubic metres (236 million barrels) have now been produced. The field is in full production with output at about 4800 cubic metres per day. Oil flows through a 30 cm (12 inch) pipeline running south a distance of 866 km to a terminus at Zama, Alberta. The small refinery which has operated at Norman Wells since 1930 was finally closed and dismantled by Imperial Oil Limited in 1996.

A project to tap peripheral reserves at Norman Wells by the drilling of horizontal wells, began in 1995 and ended in 1996. Six wells additional to the three drilled in 1995 were completed this year. Four wells are now producing oil and the remainder are being used as injectors. Additional production from this development program is expected to augment total production by some 300 cubic metres per day.

Norman Wells production in 1996 was an estimated 1.632 x 10^6 cubic metres of oil and 132.4 x 10^6 cubic metres of natural gas. Slightly lower than the previous year, 1996 production continues the shallow decline in annual production observed over the last five years.

Oil was discovered at Norman Wells in 1920. Limited field development occurred during the 1940s as part of the Canol project to supply oil for the war effort in the Pacific theatre. A much larger expansion project began in 1983 and involved the construction of the pipeline south to Alberta. Norman Wells was the first and remains the sole major hydrocarbon development project north of 60 degrees in Canada.

Oil and Gas Production

	1992	1993	1994	1995	1996
Oil Production (thousands of m^3)					
Norman Wells	1850.0	1790.0	1730.0	1697.6	1631.8
Bent Horn	28.2	56.9	52.9	35.3	39.6
Total	1878.2	1846.9	1782.9	1732.9	1671.4
Gas Production (millions of m^3)					
Pointed Mountain	86.7	99.6	63.6	65.9	47.2
Norman Wells	128.0	133.6	123.9	129.8	132.4
Kotaneelee	506.9	492.3	471.1	442.9	427.5
Total	721.6	725.5	658.6	638.6	607.1

Pointed Mountain

Pointed Mountain gas field lies in the Northwest Territories 45 km north of the British Columbia border. Natural gas production enters a 50 cm diameter raw gas pipeline which runs south to Fort Nelson, B.C. In 1996, production was 47.2 x 10^6 cubic metres (1.69 x 10^9 cubic feet), showing a significant 28% decline over 1995 figures.

Kotaneelee

Kotaneelee gas field is in southeastern Yukon, about 12 km north of the Yukon boundary with British Columbia. Production resumed from Kotaneelee field in February 1991, following an 11 year shut-in. Natural gas production in 1996 was an estimated 427.5 x 10^6 cubic metres (1.51 x 10^{10} cubic feet) estimated to year-end, a 4% decline over the previous year. Production from this field joins the Pointed Mountain raw gas pipeline which runs south to Fort Nelson, B.C.

Bent Horn

Oil production from the Bent Horn field on Cameron Island in the high Arctic totalled some 39.6 x 10^6 cubic metres in 1996. A total of 24.4 x 10^3 cubic metres (153 x 10^3 barrels) were shipped from Cameron Island during the summer in the M. V. Arctic, a double-hulled tanker. In early 1996, field operator Panarctic Oils Ltd. announced their intent to abandon the field. As of year end, wells in the field had been abandoned and the production facilities largely dismantled. A relatively small quantity of oil in tank storage awaits shipment in the next operating season.

STATISTICAL OVERVIEW

The following statistics summarize oil and gas activities under the management of Northern Oil and Gas. A breakdown is also provided by region.

The exploration, development, production and resource inventory statistics are provided courtesy of the National Energy Board.

Discovered resource totals are estimates of original recoverable volumes and do not reflect production; totals have been rounded; crude oil includes condensates.

Licences include exploration, significant discovery and production licences as well as leases.

Activity Status

	1992	1993	1994	1995	1996
Licences issued	5	2	0	10	11
Wells spudded	2	0	0	3	7
Metres drilled	2 560	0	0	4 850	12 677
Wells terminated	2	0	4	3	6
Geophysical programs run	4	2	0	3	15
Reflection seismic (km)	5 822	340	0	698	922
Rig–months	2	0	0	3	5

Oil and Gas Revenues Received ($)

	1992	1993	1994	1995	1996
Royalty	8 717 685	7 075 862	7 455 222	7 633 984	13 967 952
Rentals	25 755	25 755	7 818	7 818	7 525
Issuance/Registration Fees	2 348	886	17 897	4 621	14 907
Work Deposit Forfeitures	0	0	1 050 119	10 576 840	649 000
Total	**8 745 788**	**7 102 503**	**8 531 056**	**18 223 263**	**14 639 384**

STATISTICAL OVERVIEW

The following statistics summarize oil and gas activities under the management of Northern Oil and Gas. A breakdown is also provided by region.

The exploration, development, production and resource inventory statistics are provided courtesy of the National Energy Board.

Discovered resource totals are estimates of original recoverable volumes and do not reflect production; totals have been rounded; crude oil includes condensates.

Licences include exploration, significant discovery and production licences as well as leases.

Activity Status

	1992	1993	1994	1995	1996
Licences issued	5	2	0	10	11
Wells spudded	2	0	0	3	7
Metres drilled	2 560	0	0	4 850	12 677
Wells terminated	2	0	4	3	6
Geophysical programs run	4	2	0	3	15
Reflection seismic (km)	5 822	340	0	698	922
Rig–months	2	0	0	3	5

Oil and Gas Revenues Received ($)

	1992	1993	1994	1995	1996
Royalty	8 717 685	7 075 862	7 455 222	7 633 984	13 967 952
Rentals	25 755	25 755	7 818	7 818	7 525
Issuance/Registration Fees	2 348	886	17 897	4 621	14 907
Work Deposit Forfeitures	0	0	1 050 119	10 576 840	649 000
Total	**8 745 788**	**7 102 503**	**8 531 056**	**18 223 263**	**14 639 384**

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Land Status						
		1992	1993	1994	1995	1996
Number of Licences Issued						
Mainland Territories		2	0	0	10	11
Mackenzie Delta & Beaufort Sea		3	2	0	0	0
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore		0	0	0	0	0
	Total	5	2	0	10	11
Number of Licences Active						
Mainland Territories		53	53	53	63	74
Mackenzie Delta & Beaufort Sea		73	73	72	69	68
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore		23	23	23	23	23
	Total	149	149	148	155	165
Lands Issued in Licences (in millions of hectares)						
Mainland Territories		0*1	0	0	0.3	0.5
Mackenzie Delta & Beaufort Sea		0*1	0*1	0	0	0
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore		0	0	0	0	0
	Total	0*1	0*1	0	0.3	0.5
Lands Relinquished or Surrendered (in millions of hectares)						
Mainland Territories		0*1	0	0	0	0
Mackenzie Delta & Beaufort Sea		0.2	0*1	0*1	0.1	0.1
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore		0	0	0	0	0
	Total	0.2	0	0*1	0.1	0.1
Lands Held Under Licence (in millions of hectares)						
Mainland Territories		0.2	0.2	0.2	0.5	1.0
Mackenzie Delta & Beaufort Sea		1.1	1.1	1.1	1.0	0.9
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore		1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
	Total	2.6	2.6	2.6	2.8	3.2

*1 less than 0.1 million hectares

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Exploration Licences Issued Before 1996							
	AREA (in ha)	REPRESENTATIVE	DATES (y. m. d) Effective	A Well to be Completed by	Expiry	WORK BID	LOCATION*
EL 297	931 640	Sceptre	1986.07.15	n/a	1998.07.14		EA
EL 317 [1*]	175 810	Pembina	1986.10.05	n/a	n/a		BS\MD
EL 329 [1*]	349 982	Amoco	1987.09.05	n/a	n/a		BS\MD
EL 344 [2*]	7 787	Imperial Oil	1987.06.01	n/a	n/a		BS\MD
EL 355 [2*]	15 351	Imperial Oil	1990.08.01	n/a	n/a		BS\MD
EL 362	20 918	Ranger Oil	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$1 838 075	Main.SNWT
EL 363	9 864	Ranger Oil	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$3 529 000	Main.SNWT
EL 364	13 357	Amoco	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$1 278 934	Main.SNWT
EL 365	20 635	Ocelot	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$1 500 000	Main.SNWT
EL 366	11 839	Chevron	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$1 201 200	Main.SNWT
EL 367	24 382	Shell	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$1 768 600	Main.SNWT
EL 368	23 085	Paramount	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$2 800 000	Main.SNWT
EL 369	25 737	Shell	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$8 765 580	Main.SNWT
EL 371	75 196	Foxboro	1995.06.08	2000.06.07	2004.06.07	$1 150 000	Main.CMV
EL 372	88 693	Ranger Oil	1995.05.18	1999.05.17	2003.05.17	$3 215 000	Main.CMV

* LOCATION: EA = Eastern Arctic Offshore
BS\MD = Beaufort Sea Mackenzie Delta
Main.CMV = Mainland - Central Makenzie Valley
Main.SNWT = Mainland - Southern Northwest Territories

[1*] Under work prohibition orders
[2*] Maintained under applications for significant discovery

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Exploration Licences Issued Before 1996

	AREA (in ha)	REPRESENTATIVE	DATES (y. m. d) Effective	A Well to be Completed by	Expiry	WORK BID	LOCATION*
EL 297	931 640	Sceptre	1986.07.15	n/a	1998.07.14		EA
EL 317 [1*]	175 810	Pembina	1986.10.05	n/a	n/a		BS\MD
EL 329 [1*]	349 982	Amoco	1987.09.05	n/a	n/a		BS\MD
EL 344 [2*]	7 787	Imperial Oil	1987.06.01	n/a	n/a		BS\MD
EL 355 [2*]	15 351	Imperial Oil	1990.08.01	n/a	n/a		BS\MD
EL 362	20 918	Ranger Oil	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$1 838 075	Main.SNWT
EL 363	9 864	Ranger Oil	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$3 529 000	Main.SNWT
EL 364	13 357	Amoco	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$1 278 934	Main.SNWT
EL 365	20 635	Ocelot	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$1 500 000	Main.SNWT
EL 366	11 839	Chevron	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$1 201 200	Main.SNWT
EL 367	24 382	Shell	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$1 768 600	Main.SNWT
EL 368	23 085	Paramount	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$2 800 000	Main.SNWT
EL 369	25 737	Shell	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	$8 765 580	Main.SNWT
EL 371	75 196	Foxboro	1995.06.08	2000.06.07	2004.06.07	$1 150 000	Main.CMV
EL 372	88 693	Ranger Oil	1995.05.18	1999.05.17	2003.05.17	$3 215 000	Main.CMV

* LOCATION: EA = Eastern Arctic Offshore
BS\MD = Beaufort Sea Mackenzie Delta
Main.CMV = Mainland - Central Makenzie Valley
Main.SNWT = Mainland - Southern Northwest Territories

[1*] Under work prohibition orders
[2*] Maintained under applications for significant discovery

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Exploration Licences Issued in 1996							
	AREA (in ha)	REPRESENTATIVE	DATES (y. m. d.) Effective	A Well to be Completed by	Expiry	WORK BID	LOCATION*
EL 373	99 560	Grand River	1996.03.27	2001.03.26	2005.03.26	$ 1 226 000	Main.CMV
EL 374	138 170	Grand River	1996.03.27	2001.03.26	2005.03.26	$ 1 042 000	Main.CMV
EL 375	3 508	Murphy Oil	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	$ 2 806 000	Main.CMV
EL 376	86 156	Canadian 88	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	$ 1 200 000	Main.CMV
EL 377	47 693	Ranger Oil	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	$ 3 069 000	Main.CMV
EL 378	23 145	Husky Oil	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	$ 3 154 000	Main.SNWT
EL 379	24 420	Norcen Energy	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	$ 6 388 731	Main.SNWT
EL 380	25 606	Paramount	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	$ 2 200 000	Main.SNWT
EL 381	21 236	Unocal Canada	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	$ 6 250 000	Main.SNWT
EL 382	25 335	Ocelot Energy Ltd.	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	$ 1 100 000	Main.SNWT
EL 383	25 515	Shell Canada Ltd.	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	$ 1 224 400	Main.SNWT

* LOCATION: BS\MD = Beaufort Sea Mackenzie Delta
Main.CMV = Mainland - Central Makenzie Valley
Main.SNWT = Mainland - Southern Northwest Territories

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Regional Exploration Activity for the Mainland Territories

	1992	1993	1994	1995	1996
Wells spudded					
Exploratory/delineation	0	0	0	0	1
Development	0	0	4	3	6
Total	**0**	**0**	**4**	**3**	**7**
Wells terminated*1					
Exploratory/delineation	0	0	0	0	0
Development	0	0	4	3	6
Total	**0**	**0**	**4**	**3**	**6**
Metres drilled					
Exploratory/delineation	0	0	0	0	1 309
Development	0	0	0	4850	11 368
Rigs active	0	0	0	1	2
Geophysical programs run	1	1	0	8	15*3
Reflection seismic (km)	1867*2	55	0	698	921.5*2
Money spent (millions of $)					
Geophysical/geological	1.1	0.5	0	10.5	20.7*5
Exploratory/delineation/					
Workovers	7.7	4.9	0	0	0
Development drilling	0	0	4	5.9	12.4
Production facilities	8.6	5.6	8.8	0	0
Abandonments	0	0	0	0.07	0.15*4
Total money spent (millions of $)	**17.4**	**11.1**	**12.8**	**16.47**	**33.25**

*1 In the Mainland Territories, where exploratory operations are generally restricted to the winter months, a well is deemed to be terminated in the year in which it reaches total depth, even though it may be re-entered in the following year for testing.

*2 Includes three-dimensional seismic equivalent.

*3 Includes three aeromagnetic surveys and two re-processing programs.

*4 One well in NWT.

*5 Includes two geological programs.

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Exploration Licences Issued in 1996							
	AREA (in ha)	REPRESENTATIVE	DATES (y. m. d.) Effective	A Well to be Completed by	Expiry	WORK BID	LOCATION*
EL 373	99 560	Grand River	1996.03.27	2001.03.26	2005.03.26	$ 1 226 000	Main.CMV
EL 374	138 170	Grand River	1996.03.27	2001.03.26	2005.03.26	$ 1 042 000	Main.CMV
EL 375	3 508	Murphy Oil	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	$ 2 806 000	Main.CMV
EL 376	86 156	Canadian 88	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	$ 1 200 000	Main.CMV
EL 377	47 693	Ranger Oil	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	$ 3 069 000	Main.CMV
EL 378	23 145	Husky Oil	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	$ 3 154 000	Main.SNWT
EL 379	24 420	Norcen Energy	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	$ 6 388 731	Main.SNWT
EL 380	25 606	Paramount	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	$ 2 200 000	Main.SNWT
EL 381	21 236	Unocal Canada	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	$ 6 250 000	Main.SNWT
EL 382	25 335	Ocelot Energy Ltd.	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	$ 1 100 000	Main.SNWT
EL 383	25 515	Shell Canada Ltd.	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	$ 1 224 400	Main.SNWT

* LOCATION: BS\MD = Beaufort Sea Mackenzie Delta
Main.CMV = Mainland - Central Makenzie Valley
Main.SNWT = Mainland - Southern Northwest Territories

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Regional Exploration Activity for the Mainland Territories

	1992	1993	1994	1995	1996
Wells spudded					
Exploratory/delineation	0	0	0	0	1
Development	0	0	4	3	6
Total	**0**	**0**	**4**	**3**	**7**
Wells terminated*1					
Exploratory/delineation	0	0	0	0	0
Development	0	0	4	3	6
Total	**0**	**0**	**4**	**3**	**6**
Metres drilled					
Exploratory/delineation	0	0	0	0	1 309
Development	0	0	0	4850	11 368
Rigs active	0	0	0	1	2
Geophysical programs run	1	1	0	8	15*3
Reflection seismic (km)	1867*2	55	0	698	921.5*2
Money spent (millions of $)					
Geophysical/geological	1.1	0.5	0	10.5	20.7*5
Exploratory/delineation/					
Workovers	7.7	4.9	0	0	0
Development drilling	0	0	4	5.9	12.4
Production facilities	8.6	5.6	8.8	0	0
Abandonments	0	0	0	0.07	0.15*4
Total money spent (millions of $)	**17.4**	**11.1**	**12.8**	**16.47**	**33.25**

*1 In the Mainland Territories, where exploratory operations are generally restricted to the winter months, a well is deemed to be terminated in the year in which it reaches total depth, even though it may be re-entered in the following year for testing.

*2 Includes three-dimensional seismic equivalent.

*3 Includes three aeromagnetic surveys and two re-processing programs.

*4 One well in NWT.

*5 Includes two geological programs.

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Regional Exploration Activity for the Mackenzie Delta & Beaufort Sea

	1992	1993	1994	1995	1996
Wells spudded	2	0	0	0	0
Wells terminated*[1]					
Exploratory/delineation	2	0	0	0	0
Metres drilled					
Exploratory/delineation	2560	0	0	0	0
Rigs active	1	0	0	0	0
Rig–months	2	0	0	0	0
Geophysical programs run	3	1	0	0	0
Reflection seismic (km)	3955 *[2]	285	0	0	0
Money spent (millions of $)					
Geophysical/geological	8.8	4	0	0	0
Exploratory/delineation/workovers	10.1	0	0	0	0
Abandonments	n/a	n/a	n/a	0.04	3.5*[3]
Total money spent (millions of $)	**18.9**	**4**	**0**	**0.04**	**3.5**

*[1] In the Beaufort Sea, where operations are seasonal and could take place over a number of seasons for a given well, a well is deemed to be terminated in the year in which it reaches total depth.

*[2] Includes three-dimensional seismic equivalent.

*[3] Estimated costs of abandoning ten wells in Mackenzie Delta.

Regional Exploration Activity for the Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore

	1992	1993	1994	1995	1996
Money spent (millions of $)					
Geophysical/geological	0	0.4	0	0	0
Exploratory/delineation/workovers	4.2	n/a	0	0	0
Production facilities	0	0	0	0	0
Abandonments	0.2	0	0	0.1	13.0*
Total money spent (millions of $)	**4.4**	**0.4**	**0**	**0.1**	**13.0**

* Estimated cost of abandoning four wells, including two at the Bent Horn Field.

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Regional Exploration Activity for the Mackenzie Delta & Beaufort Sea

	1992	1993	1994	1995	1996
Wells spudded	2	0	0	0	0
Wells terminated*1					
Exploratory/delineation	2	0	0	0	0
Metres drilled					
Exploratory/delineation	2560	0	0	0	0
Rigs active	1	0	0	0	0
Rig–months	2	0	0	0	0
Geophysical programs run	3	1	0	0	0
Reflection seismic (km)	3955 *2	285	0	0	0
Money spent (millions of $)					
Geophysical/geological	8.8	4	0	0	0
Exploratory/delineation/workovers	10.1	0	0	0	0
Abandonments	n/a	n/a	n/a	0.04	3.5*3
Total money spent (millions of $)	**18.9**	**4**	**0**	**0.04**	**3.5**

*1 In the Beaufort Sea, where operations are seasonal and could take place over a number of seasons for a given well, a well is deemed to be terminated in the year in which it reaches total depth.

*2 Includes three-dimensional seismic equivalent.

*3 Estimated costs of abandoning ten wells in Mackenzie Delta.

Regional Exploration Activity for the Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore

	1992	1993	1994	1995	1996
Money spent (millions of $)					
Geophysical/geological	0	0.4	0	0	0
Exploratory/delineation/workovers	4.2	n/a	0	0	0
Production facilities	0	0	0	0	0
Abandonments	0.2	0	0	0.1	13.0*
Total money spent (millions of $)	**4.4**	**0.4**	**0**	**0.1**	**13.0**

* Estimated cost of abandoning four wells, including two at the Bent Horn Field.

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Well Activity - Drilling

Well Name	Surface Location Latitude/ Longitude	Status / Result	Total Depth
Mainland Territories			
Imp Norman Wells F-52X	65°16'19" N/ 126°50'49" W	COMPLETED: Producer spud 1996.01.01; rig release 1996.02.19 (Shehtah #1)	2000 m
Imp Norman Wells H-52X	65°16'19.3" N/ 126°50'48.7" W	COMPLETED: Injector spud 1996.02.25; rig release 1996.04.01 (Shehtah #1)	2059 m
Imp Norman Wells P-48X	65°15'11.16" N/ 126°52'13.48"W	COMPLETED: Injector spud 1996.04.14; rig release 1996.05.09 (Shehtah #1)	1845 m
Imp Norman Wells M-50X	65°15'19.30" N/ 126°51'46.73" W	COMPLETED: Producer spud 1996.06.14; rig release 1996.07.09 (Shehtah #1)	1880 m
Imp Norman Wells L-52X	65°15'37.37" N/ 126°51'08.24" W	COMPLETED: Injector spud 1996.07.29; rig release 1996.08.15 (Shehtah #1)	1612 m
Imp Norman Wells J-52X	65°15'37.37" N/ 126°51'08.71" W	COMPLETED: Producer spud 1996.08.17; rig release 1996.09.13 (Shehtah #1)	1972 m
UCEL Liard K-02	60°11'33.85" N/ 123°31"10.24" W	DRILLING: Exploratory spud 1996.12.14 (Cactus #1)	1309 m

(Note: The wells in the Norman Wells field are all horizontal development wells)

STATISTICAL OVERVIEW cont'd

Well Activity-Abandonments

Well Name	Surface Location : Latitude/Longitude	Date of Abandonment
Mainland Territories		
Paramount HB et al Cameron Hills M-31	60°00'55.97" N / 117°07'22.30" W	1996.01.26
Mackenzie Delta & Beaufort Sea		
Shell Niglintgak H-30	69°19'21.19" N / 135°20'35.29" W	1996.02.05
Shell Kumak E-58	69°17'29.48" N / 135°14'55.28" W	1996.02.10
Shell Niglintgak M-19	69°18'49.00" N / 135°19'26.00" W	1996.02.12
Shell Niglintgak B-19	69°18'11.00" N / 135°18'19.00" W	1996.02.15
Shell Titalik O-15	69°04'58.00" N / 135°03'12.00" W	1996.02.23
Shell Kumak K-16	69°15'32.93" N / 135°03'58.20" W	1996.02.26
Shell Unipkat B-12	69°11'00.75" N / 135°18'25.03" W	1996.02.29
Shell Unipkat I-22	69°11'37.38" N / 135°20'27.43" W	1996.03.03
Shell Kugpik O-13	68°52'50.00" N / 135°18'15.00" W	1996.03.04
Shell Unipkat N-12	69°11'54.77" N / 135°19'07.66" W	1996.03.06
Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore		
Panarctic Drake F-76	76°25'22.40" N / 108°28'47.80" W	1996.01.08
Panarctic Rea Pt. Strat K-32	75°21'33.60" N / 105°43'38.10" W	1996.07.29
Panarctic et al W. Bent Horn I-01A	76°20'33.26" N / 104°00'35.80" W	1996.10.07
Panarctic et al W. Bent Horn A-02	76°21'05.70" N / 104°00'53.10" W	1996.10.09

SOURCES OF INFORMATION

Northern Oil and Gas Directorate

Many sources of information on oil and gas, environmental and land use matters originate with the **Department of Indian Affairs and Northern Development.** To obtain specific information, please include the appropriate contact listed in the sources below with the general mailing address for the department.

Northern Oil and Gas Directorate
Department of Indian Affairs and Northern Development
OTTAWA, Ontario, Canada K1A 0H4

Information on the resource management regime, calls for nominations and bids and other related information is available from:
Chief, Rights Issuance and Policy-Telephone (819) 994-1606.

Information on registration procedures and regulations, exploration, significant discovery and production licences, transfers, notices and maps is available from:
Rights Administrator/ Registrar-Telephone (819) 953-8490.

Information on northern exploration history and geological/geophysicalactivities is available from:
Staff Geologist -Telephone (819) 953-8722.

Other relevant departmental information and publications such as *Land Use Regulations, Environmental Operating Guideline Handbooks* and land claim settlement agreements are available from the department's **Enquiries Kiosk**, by calling (819) 997-0380 or by Fax (819) 953-3017.

Northern Oil and Gas Directorate
Department of Indian Affairs and Northern Development

Street Address:	6th Floor, 10 Wellington Street, Hull, Quebec
Telephone:	(819) 997-0877
Fax:	(819) 953-5828
Internet:	http://www.inac.gc.ca

Other Sources of Information

National Energy Board (NEB)
Energy Plaza
311–6th Ave. SW,
Calgary AB T2P 3H2
Telephone: (403) 292-4800 Fax: (403) 292-5503

Through the offices of the NEB, information on the following is available:

- the **Regulatory Support Office** has information on exploration, development, production, pipeline transportation and export;
- the **Frontier Information Office** provides access to maps, technical information, geological and geophysical reports, well history reports and records; and
- the **Environmental Directorate** has information relating to the Environmental Studies Research Funds.

The Geological Survey of Canada's **Institute of Sedimentary and Petroleum Geology**, provides public viewing and sampling facilities for cores and samples, and information on wells drilled North of 60° at its offices at 3303-33rd Street NW, Calgary AB T2L 2A7.
Telephone: (403) 292-7000 Fax: (403) 292-5377

Information on wells drilled in the Baffin Bay – Davis Strait region is available from:
Core Storage and Laboratory,
Atlantic Geoscience Centre, Bedford Institute of Oceanography,
Dartmouth NS B2Y 4A2
Telephone: (902) 426-6127 Fax: (902) 426-6186

Information concerning Program on Energy Research and Development (PERD) is available from:
Office of Energy Research and Development,
Natural Resources Canada,
580 Booth Street, Ottawa ON K1A 0E4
Telephone: (613) 995-8860 Fax: (613) 995-6146

Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 1996

La gestion des ressources pétrolières et gazières au nord du 60° de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest et le Yukon est une responsabilité fédérale. Cette responsabilité est assumée par la Direction du pétrole et du gaz du Nord du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

La gestion des ressources en pétrole et en gaz des terres de la Couronne au nord du 60e parallèle est régie par deux lois fédérales : la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) et la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC). La LFH régit l'affectation des ressources aux entreprises du secteur privé, la tenure des droits attribués ainsi que l'établissement et la collecte des redevances. Elle est administrée par le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. La LOPC réglemente les activités industrielles en fonction de la conservation des ressources, de la protection de l'environnement et de la sécurité des travailleurs. Elle est administrée par l'Office national de l'énergie.

Canada

Indian and Northern Affairs Canada | Affaires indiennes et du Nord Canada

Publié avec l'autorisation de
l'honorable, Jane Stewart, c.p., députée,
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa, 1997

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas – Annual Report 1996

À Son Excellence
Le très honorable Roméo Leblanc
Gouverneur général du Canada

Monsieur le Gouverneur général,

J'ai l'honneur de vous présenter, conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures,* le rapport annuel intitulé Pétrole et gaz du Nord pour l'année calendrier qui se termine le 31 décembre 1996.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Gouverneur général, l'assurance de ma très haute considération.

Jane Stewart, c.p., députée

Terres domaniales du Nord canadien

Zone qui relève de la compétence du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Table des matières

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord 3
Bilan des ressources découvertes 4
Ressources pétrolières et gazières du Nord 5
Gestion du pétrole et du gaz
Attribution des droits 6
Retombées économiques 6
Mesures environnementales 6
Fonds pour l'étude de l'environnement 6
Dépenses de prospection et redevances 7
Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz 7
Exploitation et production
Norman Wells 8
Tableau de production de pétrole et de gaz 8
Pointed Mountain 9
Kotaneelee 9
Bent Horn 9
Résumé statistique
Bilan des activités 10
Recettes pétrolières et gazières perçues 10
Portefeuilles fonciers 11
Permis de prospection attribués avant 1996 12
Permis de prospection attribués en 1996 13
Bilan des activités pour la partie continentale des Territoires 14
Bilan des activités pour le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort 15
Bilan des activités pour les îles de l'Arctique et la zone extra côtière de l'Est de l'Arctique . 15
Bilan des activités de forage 16
Bilan des activités d'abandon de puits 17
Sources d'information
Direction du pétrole et du gaz du Nord 18
Sources additionnelles 19
Cartes
Terres domaniales du Nord canadien 1

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord

Au cours de la dernière année, s'est poursuivie la réouverture graduelle des terres domaniales du Canada au nord de 60° à la prospection pétrolière et gazière, réouverture dont le rythme est dicté par des consultations régulières auprès des collectivités et la participation de ces dernières aux décisions touchant leurs aspirations économiques.

Un des faits marquants de l'année a été le démarrage, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, du premier nouveau puits d'exploration depuis longtemps. Le forage est assujetti aux conditions des nouveaux permis délivrés en 1995. Les résultats seront communiqués l'année prochaine.

Le Ministère étudie la possibilité de modifier l'année de rapport, qui correspond actuellement à l'année civile, pour la faire coïncider avec le cycle d'attribution des droits (du 1er juin au 31 mai) de telle sorte que les résultats des principales activités annuelles, comme le forage effectué en hiver, puissent être rapportés en temps opportun.

Les activités pétrolières et gazières au sud du 60e parallèle, particulièrement au nord-est de la Colombie-Britannique, ont eu un effet d'entraînement sur l'intérêt et le niveau d'activité au nord de 60° N. D'autres facteurs ont contribué au regain d'intérêt, notamment l'attribution des droits, un régime de redevances qui tient compte des profits, une réduction des coûts attribuable à la technologie et le soutien accordé aux activités de prospection et d'exploitation par les collectivités autochtones, qui bénéficient d'une augmentation du nombre d'emplois et des possibilités d'affaires.

Le cycle d'attribution des droits, commencé en 1995 par deux demandes de désignation, l'une pour le centre de la vallée du Mackenzie et l'autre pour le sud des Territoires du Nord-Ouest (la région de Fort Liard), a donné lieu à deux appels d'offres. Le Ministère a reçu des soumissions pour des travaux d'une valeur totale de 29 660 131 $ relativement à onze des treize parcelles désignées, ce qui représente une superficie totale de 520 344 hectares. Cinq permis de prospection ont été délivrés dans le centre de la vallée du Mackenzie et six dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. (Détails au tableau de la page 13.)

En 1996, deux demandes de désignations ont été lancées : une pour la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie, et l'autre pour la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest. La demande de désignation concernant la mer de Beaufort et le delta du Mackenzie n'a donné lieu à aucune demande spéciale alors que celle pour la vallée centrale du Mackenzie a été suivie d'un appel d'offres visant onze parcelles totalisant environ 1 070 572 hectares. La date limite de réception des offres est le 1er mai 1997.

On a poursuivi le processus qui consiste à échanger quatre anciens permis d'exploration pour la région du cap Bathurst contre des permis de prospection visant la région du delta du Mackenzie. Le cap Bathurst est situé sur des terres pour lesquelles les Inuvialuit avaient obtenu un titre, y compris les droits d'exploitation du sous-sol, aux termes de la Convention définitive des Inuvialuit (CDI) signée en 1984. L'échange permet au gouvernement de respecter les engagements pris dans le cadre de la CDI et de traiter équitablement les droits d'exploration de l'industrie. Les échanges seront finalisés en janvier 1997.

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 1996	
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	3,1
Nombre de permis en vigueur (comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production)	165
Permis délivrés en 1996	11
Bilan des ressources découvertes : gaz naturel (estimations initiales de réserves récupérables en milliards de mètres cubes)	811
Bilan des ressources découverte : pétrole brut (estimations initiales de réserves récupérables en millions de mètres cubes)	345
Production de gaz naturel (en millions de mètres cubes)	607
Production de pétrole (en milliers de mètres cubes)	1671
Dépenses de prospection, mise en valeur et production, et abandon (millions de $)	50
Recettes pétrolières et gazières brutes perçues (millions de $) (Redevances, loyers, droits d'enregistrement et d'attribution et garanties d'exécution confisquées)	14,6

Bilan des ressources découvertes		
	Pétrole brut (millions de m^3)	**Gaz naturel** (milliards de m^3)
Partie continentale des Territoires	**39**	**35**
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	**240**	**360**
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	**66**	**416**
Total	**345**	**811**

Ressources pétrolières et gazières du Nord

Les ressources découvertes dans la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie ainsi que dans l'archipel arctique (y compris au large de l'Arctique oriental) sont estimées à environ 345 millions de mètres cubes de pétrole et 811 milliards de mètres cubes de gaz naturel.

En l'absence de nouvelles découvertes, l'estimation des ressources totales restantes diminue à mesure que se poursuit l'exploitation des champs. À la fin de 1996, on estimait que Nord renferme environ 25 p. 100 des ressources découvertes restantes en pétrole classique et 26 p. 100 des ressources découvertes restantes en gaz naturel. L'importance des bassins du Nord est encore plus évidente quand on tient compte des ressources non découvertes en pétrole et en gaz classiques (voir le tableau). On estime en effet que le Nord renferme approximativement 40 p. 100 des ressources potentielles non découvertes en pétrole et en gaz classiques du Canada.

Le tiers du Nord canadien (au nord de 60°N) est couvert de roches sédimentaires. Il renferme des bassins sédimentaires majeurs dont le potentiel pétrolier a été démontré : la partie continentale des territoires comprise entre le bouclier précambrien à l'est et les montagnes à l'ouest (il s'agit en fait de la partie septentrionale du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien) ; la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort (bassin sédimentaire de Beaufort/Mackenzie) ; et l'archipel arctique (bassin de Sverdrup et bassin franklinien).

À l'extrême nord-ouest, du pétrole et du gaz ont été découverts dans la plaine Eagle au Yukon ; à l'est, des ressources en gaz et en condensat ont été trouvées sur la plate-forme continentale au sud-est de l'île de Baffin. Entre ces deux régions, il existe de nombreux bassins et sous-bassins qui ont un potentiel pétrolier mais qui ont été peu explorés jusqu'à maintenant.

La production de pétrole et de gaz naturel est faible dans le Nord, comparée à celle qui se fait au sud. Jusqu'à maintenant, le pétrole a été extrait en majeure partie du champ de Norman Wells, dans le centre de la vallée du Mackenzie (et accessoirement du petit champ de Bent Horn situé dans l'archipel arctique). Présentement, on extrait du gaz de deux champs situés non loin de la frontière de la Colombie-Britannique.

Ressources du Nord non exploitées exprimées en pourcentage des ressources canadiennes totales non exploitées*

	Brut léger classique récupérable		Gaz naturel classique récupérable	
	Découvertes	Non découvertes	Découvertes	Non découvertes
Partie continentale des Territoires	2%	1%	1%	4%
Delta du Mackenzie/mer de Beaufort	18%	21%	12%	15%
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	5%	16%	13%	21%
Total pour le nord du Canada	**25%**	**38%**	**26%**	**40%**

*Données fournies par l'Office national de l'Énergie.

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 1996	
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	3,1
Nombre de permis en vigueur	165
(comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production)	
Permis délivrés en 1996	11
Bilan des ressources découvertes : gaz naturel	811
(estimations initiales de réserves récupérables en milliards de mètres cubes)	
Bilan des ressources découverte : pétrole brut	345
(estimations initiales de réserves récupérables en millions de mètres cubes)	
Production de gaz naturel (en millions de mètres cubes)	607
Production de pétrole (en milliers de mètres cubes)	1671
Dépenses de prospection, mise en valeur et production, et abandon (millions de $)	50
Recettes pétrolières et gazières brutes perçues (millions de $)	14,6
(Redevances, loyers, droits d'enregistrement et d'attribution et garanties d'exécution confisquées)	

Bilan des ressources découvertes		
	Pétrole brut (millions de m^3)	**Gaz naturel** (milliards de m^3)
Partie continentale des Territoires	**39**	**35**
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	**240**	**360**
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	**66**	**416**
Total	**345**	**811**

Ressources pétrolières et gazières du Nord

Les ressources découvertes dans la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie ainsi que dans l'archipel arctique (y compris au large de l'Arctique oriental) sont estimées à environ 345 millions de mètres cubes de pétrole et 811 milliards de mètres cubes de gaz naturel.

En l'absence de nouvelles découvertes, l'estimation des ressources totales restantes diminue à mesure que se poursuit l'exploitation des champs. À la fin de 1996, on estimait que Nord renferme environ 25 p. 100 des ressources découvertes restantes en pétrole classique et 26 p. 100 des ressources découvertes restantes en gaz naturel. L'importance des bassins du Nord est encore plus évidente quand on tient compte des ressources non découvertes en pétrole et en gaz classiques (voir le tableau). On estime en effet que le Nord renferme approximativement 40 p. 100 des ressources potentielles non découvertes en pétrole et en gaz classiques du Canada.

Le tiers du Nord canadien (au nord de 60°N) est couvert de roches sédimentaires. Il renferme des bassins sédimentaires majeurs dont le potentiel pétrolier a été démontré : la partie continentale des territoires comprise entre le bouclier précambrien à l'est et les montagnes à l'ouest (il s'agit en fait de la partie septentrionale du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien) ; la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort (bassin sédimentaire de Beaufort/Mackenzie) ; et l'archipel arctique (bassin de Sverdrup et bassin franklinien).

À l'extrême nord-ouest, du pétrole et du gaz ont été découverts dans la plaine Eagle au Yukon ; à l'est, des ressources en gaz et en condensat ont été trouvées sur la plate-forme continentale au sud-est de l'île de Baffin. Entre ces deux régions, il existe de nombreux bassins et sous-bassins qui ont un potentiel pétrolier mais qui ont été peu explorés jusqu'à maintenant.

La production de pétrole et de gaz naturel est faible dans le Nord, comparée à celle qui se fait au sud. Jusqu'à maintenant, le pétrole a été extrait en majeure partie du champ de Norman Wells, dans le centre de la vallée du Mackenzie (et accessoirement du petit champ de Bent Horn situé dans l'archipel arctique). Présentement, on extrait du gaz de deux champs situés non loin de la frontière de la Colombie-Britannique.

Ressources du Nord non exploitées exprimées en pourcentage des ressources canadiennes totales non exploitées*

	Brut léger classique récupérable		Gaz naturel classique récupérable	
	Découvertes	Non découvertes	Découvertes	Non découvertes
Partie continentale des Territoires	2%	1%	1%	4%
Delta du Mackenzie/mer de Beaufort	18%	21%	12%	15%
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	5%	16%	13%	21%
Total pour le nord du Canada	**25%**	**38%**	**26%**	**40%**

*Données fournies par l'Office national de l'Énergie.

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

Deux appels d'offres lancés à l'automne 1995 ont pris fin en 1996. Dans le premier cas (centre de la vallée du Mackenzie, date de clôture : 26 mars 1996), des soumissions d'une valeur cumulative de 9 343 000 $ ont été acceptées pour les cinq parcelles offertes. Cinq permis de prospection ont été attribués pour environ 375 087 hectares situés au nord-ouest de Fort Good Hope et entre Norman Wells et Fort Norman. Pour ce qui est de l'autre appel d'offres (sud des Territoires du Nord-Ouest, date de clôture : le 9 avril 1996), des soumissions d'une valeur totale de 20 317 131 $ ont été reçues pour six des huit parcelles offertes et six permis de prospection ont été accordés.

En 1996, une demande de désignations a été lancée pour la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest ; elle visait des parcelles situées dans le centre de la vallée du Mackenzie. Des demandes totalisant 1 070 572 hectares ont été reçues pour onze parcelles. Un appel d'offres visant ces onze parcelles a été lancé le 30 novembre 1996 et clôturera le 1er mai 1997.

La demande de désignations annuelle pour la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort a également été lancée en janvier 1996. À la date de clôture, le 12 avril 1996, aucune nouvelle demande n'avait été reçue.

Retombées économiques

Le promoteur d'un projet d'exploration et de mise en valeur dans le Nord doit assurer aux résidents du Nord la possibilité de bénéficier des emplois disponibles, leur offrir de la formation et des occasions d'affaires et donner la priorité aux personnes qualifiées habitant dans la région. La réouverture graduelle de la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest à la prospection pétrolière et gazière commence à générer des emplois et des occasions d'affaires pour les collectivités nordiques. La collectivité de Fort Liard, en particulier, a vu son nombre d'emplois augmenter sensiblement grâce à la prospection pétrolière et gazière. Les collectivités du Sahtu qui vivent à Fort Norman et à Norman Wells commencent eux aussi à sentir les retombées économiques de la reprise des travaux de prospection.

Mesures environnementales

Avant de lancer une demande de désignations, le gouvernement procède à consulter à ce propos les Premières nations, afin de déterminer les aires à protéger, notamment celles auxquelles les Autochtones sont attachés pour des raisons culturelles. Ces zones sont ensuite exclues des terres admissibles à la désignation, ou encore leur utilisation est assujettie à certaines conditions au moment de l'autorisation des travaux. La question environnementale est également prise en compte dans l'attribution des permis d'utilisation des terres et d'exploitation de l'eau.

Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)

En vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le FEE finance les études sociales et environnementales liées à la prospection et à la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières sur les terres domaniales. Ce programme est financé par les frais que paient les titulaires de droits sur les terres domaniales. Il n'y a pas eu de frais perçus depuis 1994, aucun projet n'ayant été lancé au cours des quatre dernières années.

Depuis la création du FEE en 1983, ses administrateurs ont publié 130 rapports disponibles à l'Office national de l'énergie. Quatre études déjà entamées seront publiées d'ici le milieu de 1997.

Dépenses de prospection et redevances

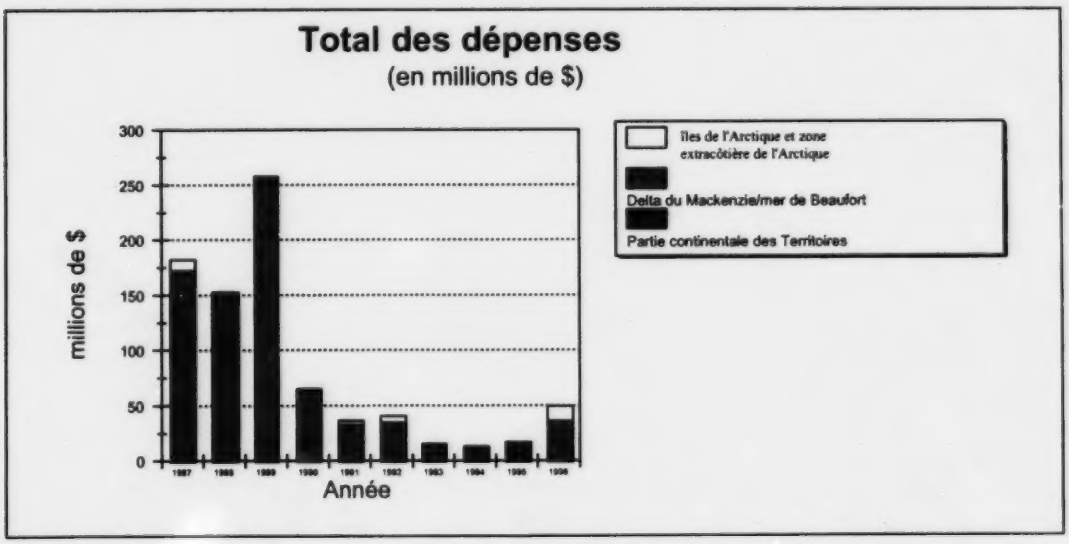
En 1996, les dépenses de prospection pétrolière et gazière dans le Nord se sont chiffrées à environ 33 millions de dollars. Depuis que l'attribution de droits de prospection a repris en 1994, les dépenses qui se chiffraient à 5 millions de dollars en 1994 ont augmenté graduellement. Le tableau sur cette page comprend les sommes d'argent engagées pour l'abandon de puits, ces montants étant traités séparément des dépenses de prospection.

Les redevances prélevées auprès de l'industrie sur la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord se sont chiffrées à environ 14 millions de dollars en 1996. De ce montant, les Premières nations du Sahtu et les Gwich'in ont reçu 240 000 $ chacun en vertu des clauses de partage des redevances contenues dans les conventions sur le règlement des revendications territoriales.

Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz

En mai 1993, le gouvernement fédéral et le gouvernement territorial du Yukon ont signé l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz, qui cède au Yukon la responsabilité de l'administration et de la réglementation de la prospection et de la mise en valeur du pétrole et du gaz dans ce territoire. Le Yukon exercera un pouvoir de type provincial une fois que les gouvernements auront donné le feu vert à la mise en oeuvre de l'accord.

Le projet de loi C-50, la *Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz*, a été déposé à la Chambre des communes le 14 juin 1996. Une fois adopté par le Parlement, l'accord sera mis en oeuvre.



EXPLOITATION ET PRODUCTION

Norman Wells

Norman Wells est situé au centre de la vallée du Mackenzie, juste au sud du cercle polaire arctique et à distance à peu près égale de la mer de Beaufort et de la frontière de l'Alberta. Le champ est le quatrième plus grand producteur de pétrole au Canada pour ce qui est des réserves restantes. On a déjà exploité un peu plus de la moitié des ressources ultimes de 37,5 x 10^6 mètres cubes (236 millions de barils). Le champ, exploité à plein rendement, produit 4 800 mètres cubes par jour. Le pétrole est acheminé dans des tuyaux de 30 cm (12 pouces), sur une distance de 866 km, jusqu'à Zama, en Alberta. La petite raffinerie ouverte à Norman Wells en 1930 a été démolie par la Compagnie pétrolière Impériale Ltée en 1996.

En 1995, on a entrepris l'exploitation de réserves périphériques en forant des puits horizontaux ; les activités ont pris fin en 1996. Cette année, six puits se sont ajoutés aux trois forés en 1995. À l'heure actuelle, quatre puits produisent du pétrole et les autres sont utilisés pour l'injection.

On s'attend à ce que cette production additionnelle ajoute quelque 300 mètres cubes par jour à la production totale.

En 1996, on estimait la production de pétrole à Norman Wells à 1,632 x 10^6 mètres cubes et celle de gaz naturel à 132,4 x 10^6 mètre cubes. La production de 1996 a légèrement chuté par rapport à l'année précédente et l'on s'attend à ce que ce déclin, observé au cours des cinq dernières années, se poursuive.

La découverte de pétrole à Norman Wells remonte à 1920. L'exploitation du champ a connu un ralentissement dans les années 40 à cause du projet Canol d'approvisionnementen pétrole lié à l'effort de guerre dans le Pacifique. C'est à un projet d'expansion beaucoup plus ambitieux, entrepris en 1983, qu'on doit la construction d'un pipeline en direction du sud, jusqu'en Alberta. Norman Wells était le premier et reste le seul projet important d'exploitation d'hydrocarbures au nord de 60° N au Canada.

Production de pétrole et de gaz

	1992	1993	1994	1995	1996
Production de pétrole (en milliers de m^3)					
Norman Wells	1 850,0	1790,0	1730,0	1697,6	1631,8
Bent Horn	28,2	56,9	52,9	35,3	39,6
Total	**1 878,2**	**1 846,9**	**1782,9**	**1732,9**	**1671,4**
Production de gaz (en millions de m^3)					
Pointed Mountain	86,7	99,6	63,6	65,9	47,2
Norman Wells	128,0	133,6	123,9	129,8	132,4
Kotaneelee	506,9	492,3	471,1	442,9	427,5
Total	**721,6**	**725,5**	**658,6**	**638,6**	**607,1**

EXPLOITATION ET PRODUCTION

Norman Wells

Norman Wells est situé au centre de la vallée du Mackenzie, juste au sud du cercle polaire arctique et à distance à peu près égale de la mer de Beaufort et de la frontière de l'Alberta. Le champ est le quatrième plus grand producteur de pétrole au Canada pour ce qui est des réserves restantes. On a déjà exploité un peu plus de la moitié des ressources ultimes de 37,5 x 10^6 mètres cubes (236 millions de barils). Le champ, exploité à plein rendement, produit 4 800 mètres cubes par jour. Le pétrole est acheminé dans des tuyaux de 30 cm (12 pouces), sur une distance de 866 km, jusqu'à Zama, en Alberta. La petite raffinerie ouverte à Norman Wells en 1930 a été démolie par la Compagnie pétrolière Impériale Ltée en 1996.

En 1995, on a entrepris l'exploitation de réserves périphériques en forant des puits horizontaux ; les activités ont pris fin en 1996. Cette année, six puits se sont ajoutés aux trois forés en 1995. À l'heure actuelle, quatre puits produisent du pétrole et les autres sont utilisés pour l'injection.

On s'attend à ce que cette production additionnelle ajoute quelque 300 mètres cubes par jour à la production totale.

En 1996, on estimait la production de pétrole à Norman Wells à 1,632 x 10^6 mètres cubes et celle de gaz naturel à 132,4 x 10^6 mètre cubes. La production de 1996 a légèrement chuté par rapport à l'année précédente et l'on s'attend à ce que ce déclin, observé au cours des cinq dernières années, se poursuive.

La découverte de pétrole à Norman Wells remonte à 1920. L'exploitation du champ a connu un ralentissement dans les années 40 à cause du projet Canol d'approvisionnementen pétrole lié à l'effort de guerre dans le Pacifique. C'est à un projet d'expansion beaucoup plus ambitieux, entrepris en 1983, qu'on doit la construction d'un pipeline en direction du sud, jusqu'en Alberta. Norman Wells était le premier et reste le seul projet important d'exploitation d'hydrocarbures au nord de 60° N au Canada.

Production de pétrole et de gaz

	1992	1993	1994	1995	1996
Production de pétrole (en milliers de m^3)					
Norman Wells	1 850,0	1790,0	1730,0	1697,6	1631,8
Bent Horn	28,2	56,9	52,9	35,3	39,6
Total	**1 878,2**	**1 846,9**	**1782,9**	**1732,9**	**1671,4**
Production de gaz (en millions de m^3)					
Pointed Mountain	86,7	99,6	63,6	65,9	47,2
Norman Wells	128,0	133,6	123,9	129,8	132,4
Kotaneelee	506,9	492,3	471,1	442,9	427,5
Total	**721,6**	**725,5**	**658,6**	**638,6**	**607,1**

Pointed Mountain

Le champ de gaz de Pointed Mountain est situé dans les Territoires du Nord-Ouest à 45 km de la frontière de la Colombie-Britannique. Le gaz brut est acheminé vers le sud dans un pipeline d'un diamètre de 50 cm jusqu'à Fort Nelson, en Colombie-Britannique. En 1996, la production a été de 47,2 x 10^6 mètres cubes (1,69 x 10^9 pieds cubes), ce qui correspond à une chute de 28 % par rapport aux montants de 1995.

Kotaneelee

Le champ de gaz naturel de Kotaneelee est situé dans le sud-est du Yukon, à environ 12 km au nord de la frontière avec la Colombie-Britannique. La production a repris en février 1991 après un arrêt de 11 ans. La production de gaz naturel pour 1996 a été évaluée à 427,5 x 10^6 mètres cubes (1,51 x 10^{10} pieds cubes), ce qui représente un déclin de 4 % par rapport à l'année précédente. Le gaz provenant de ce champ rejoint le gazoduc de gaz brut de Pointed Mountain qui se dirige vers le sud, jusqu'à Fort Nelson (C.-B.) .

Bent Horn

La production totale de pétrole du champ de Bent Horn, sur l'île Cameron, dans îles de l'Arctique, s'est chiffrée à quelque 39,6 x 10^6 mètres cubes en 1996. En tout, 24,4 x 10^3 mètres cubes (153 x 10^3 barils) ont été expédiés de l'île Cameron durant l'été sur le M.V. Arctic, un pétrolier à double-coque. Au début de 1996, l'exploitant, Panarctic Oils Ltd., a annoncé son intention de cesser ses activités au champ de Bent Horn. À la fin de l'année, les puits avaient été abandonnés et la démolition des installations de production était fort avancée. Une quantité limitée de pétrole encore stockée dans des réservoirs sera expédiée au cours de la prochaine saison d'exploitation.

RÉSUMÉ STATISTIQUE

Les données statistiques suivantes résument les activités pétrolières et gazières gérées par la Direction du pétrole et gaz du Nord. On trouve également une ventilation par région.

Les données statistiques relatives à la prospection, à l'exploitation, au bilan des ressources découvertes, et à la production ont été fournies par l'Office national de l'Énergie.

Les totaux des ressources découvertes correspondent aux estimations initiales des réserves récupérables et ne tiennent pas compte de la production (les totaux ont été arrondis). Le pétrole brut comprend les condensats.

Les permis comprennent les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

Bilan des activités

	1992	1993	1994	1995	1996
Permis délivrés	5	2	0	10	11
Puits entamés	2	0	0	3	7
Mètres forés	2560	0	0	4850	12 677
Puits terminés	2	0	4	0	6
Travaux géophysiques effectués	4	2	0	3	15
Levés de sismique-réflexion (en km)	5822	340	0	698	922
Mois-installation de forage	2	0	0	3	5

Recettes pétrolières et gazières perçues ($)

	1992	1993	1994	1995	1996
Redevances	8 717 685	7 075 862	7 455 222	7 633 984	13 967 952
Loyers	25 755	25 755	7 818	7 818	7 525
Droits d'enregistrement et d'attribution	2 348	886	17 897	4 621	14 907
Garanties d'exécution des travaux confisquées	0	0	1 050 119	10 576 840	649 000
Total	**8 745 788**	**7 102 503**	**8 531 056**	**18 223 263**	**14 639 384**

RÉSUMÉ STATISTIQUE

Les données statistiques suivantes résument les activités pétrolières et gazières gérées par la Direction du pétrole et gaz du Nord. On trouve également une ventilation par région.

Les données statistiques relatives à la prospection, à l'exploitation, au bilan des ressources découvertes, et à la production ont été fournies par l'Office national de l'Énergie.

Les totaux des ressources découvertes correspondent aux estimations initiales des réserves récupérables et ne tiennent pas compte de la production (les totaux ont été arrondis). Le pétrole brut comprend les condensats.

Les permis comprennent les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

Bilan des activités

	1992	1993	1994	1995	1996
Permis délivrés	5	2	0	10	11
Puits entamés	2	0	0	3	7
Mètres forés	2560	0	0	4850	12 677
Puits terminés	2	0	4	0	6
Travaux géophysiques effectués	4	2	0	3	15
Levés de sismique-réflexion (en km)	5822	340	0	698	922
Mois-installation de forage	2	0	0	3	5

Recettes pétrolières et gazières perçues ($)

	1992	1993	1994	1995	1996
Redevances	8 717 685	7 075 862	7 455 222	7 633 984	13 967 952
Loyers	25 755	25 755	7 818	7 818	7 525
Droits d'enregistrement et d'attribution	2 348	886	17 897	4 621	14 907
Garanties d'exécution des travaux confisquées	0	0	1 050 119	10 576 840	649 000
Total	**8 745 788**	**7 102 503**	**8 531 056**	**18 223 263**	**14 639 384**

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Portefeuilles fonciers					
	1992	1993	1994	1995	1996
Permis délivrés					
Partie continentale des Territoires	2	0	0	10	11
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	3	2	0	0	0
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	5	2	0	10	11
Nombre de permis en vigueur					
Partie continentale des Territoires	53	53	53	63	74
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	73	73	72	69	68
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	23	23	23	23	23
Total	149	149	148	155	165
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0 *1	0	0	0,3	0,5
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0 *1	0 *1	0	0	0
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0 *1	*1 0	0	0,3	0,5
Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0 *1	0	0	0	0
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0,2	0 *1	0 *1	0,1	0,1
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0,2	0	0 *1	0,1	0,1
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0,2	0,2	0,2	0,5	1,0
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	1,1	1,1	1,1	1,0	0,9
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Total	2,6	2,6	2,6	2,8	3,2

*1 Moins de 0,1 million d'hectares.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Permis de prospection attribués avant 1996							
	Superficie (ha)	Titulaire	DATES (a. m. j.) Entrée en vigueur	Un puits doit être foré avant	Expiration	Dépenses prévues dans la soumission	Emplacement*
PP 297	931 640	Sceptre	1986.07.15	n/a	1998.07.14		Est de l'Arctique
PP 317 *1	175 810	Pembina	1986.10.05	n/a	n/a		DM\MB
PP 329 *1	349 982	Amoco	1987.09.05	n/a	n/a		DM\MB
PP 344 *2	7 787	Imperial Oil	1987.06.01	n/a	n/a		DM\MB
PP 355 *2	15 351	Imperial Oil	1990.08.01	n/a	n/a		DM\MB
PP 362	20 918	Ranger Oil	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 838 075 $	Cont.-M.
PP 363	9 864	Ranger Oil	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	3 529 000 $	Cont.-M.
PP 364	13 357	Amoco	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 278 934 $	Cont.-M.
PP 365	20 635	Ocelot	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 500 000 $	Cont.-M.
PP 366	11 839	Chevron	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 201 200 $	Cont.-M.
PP 367	24 382	Shell	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 768 600 $	Cont.-M.
PP 368	23 085	Paramount	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	2 800 000 $	Cont.-M.
PP 369	25 737	Shell	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	8 765 580 $	Cont.-M.
PP 371	75 196	Foxboro	1995.06.08	2000.06.07	2004.06.07	1 150 000 $	Cont.-C.V.M.
PP 372	88 693	Ranger Oil	1995.05.18	1999.05.17	2003.05.17	3 215 000 $	Cont.-C.V.M.

*Emplacement : DM\MB = Delta du Mackenzie et mer de Beaufort.
Cont.-C.V.M. = Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - Le partie centrale de la vallée du Mackenzie.
Cont.-M. = Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie méridionale.

*1 Assujetti à une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux.

*2 Prolongé en raison d'une demande d'attestation de découverte importante.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Permis de prospection attribués en 1996

	Superficie (ha)	Titulaire	DATES (a. m. j.) Entré en vigueur	Un puits doit être foré avant	Expiration	Dépenses prévues dans la soumission	Emplacement*
PP 373	99 560	Grand River	1996.03.27	2001.03.26	2005.03.26	1 226 000 $	Cont.-C.V.M.
PP 374	138 170	Grand River	1996.03.27	2001.03.26	2005.03.26	1 042 000 $	Cont.-C.V.M.
PP 375	3 508	Murphy Oil	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	2 806 000 $	Cont.-C.V.M.
PP 376	86 156	Canadian 88	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	1 200 000 $	Cont.-C.V.M.
PP 377	47 693	Ranger Oil	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	3 069 000 $	Cont.-C.V.M.
PP 378	23 145	Husky Oil	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	3 154 000 $	Cont.-M.
PP 379	24 420	Norcen Energy	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	6 388 731 $	Cont.-M.
PP 380	25 606	Paramount	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	2 200 000 $	Cont.-M.
PP 381	21 236	Unocal Canada	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	6 250 000 $	Cont.-M.
PP 382	25 335	Ocelot Energy Ltd.	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	1 100 000 $	Cont.-M.
PP 383	25 515	Shell Canada Ltd.	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	1 224 400 $	Cont.-M.

*Emplacement : DM\MB = Delta du Mackenzie et mer de Beaufort.
Cont.-C.V.M. = Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - Le partie centrale de la vallée du Mackenzie.
Cont.-M. = Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie méridionale.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Permis de prospection attribués avant 1996							
	Superficie (ha)	Titulaire	DATES (a. m. j.) Entrée en vigueur	Un puits doit être foré avant	Expiration	Dépenses prévues dans la soumission	Emplacement*
PP 297	931 640	Sceptre	1986.07.15	n/a	1998.07.14		Est de l'Arctique
PP 317 *1	175 810	Pembina	1986.10.05	n/a	n/a		DM\MB
PP 329 *1	349 982	Amoco	1987.09.05	n/a	n/a		DM\MB
PP 344 *2	7 787	Imperial Oil	1987.06.01	n/a	n/a		DM\MB
PP 355 *2	15 351	Imperial Oil	1990.08.01	n/a	n/a		DM\MB
PP 362	20 918	Ranger Oil	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 838 075 $	Cont.-M.
PP 363	9 864	Ranger Oil	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	3 529 000 $	Cont.-M.
PP 364	13 357	Amoco	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 278 934 $	Cont.-M.
PP 365	20 635	Ocelot	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 500 000 $	Cont.-M.
PP 366	11 839	Chevron	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 201 200 $	Cont.-M.
PP 367	24 382	Shell	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 768 600 $	Cont.-M.
PP 368	23 085	Paramount	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	2 800 000 $	Cont.-M.
PP 369	25 737	Shell	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	8 765 580 $	Cont.-M.
PP 371	75 196	Foxboro	1995.06.08	2000.06.07	2004.06.07	1 150 000 $	Cont.-C.V.M.
PP 372	88 693	Ranger Oil	1995.05.18	1999.05.17	2003.05.17	3 215 000 $	Cont.-C.V.M.

*Emplacement : DM\MB = Delta du Mackenzie et mer de Beaufort.
Cont.-C.V.M. = Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - Le partie centrale de la vallée du Mackenzie.
Cont.-M. = Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie méridionale.

*1 Assujetti à une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux.

*2 Prolongé en raison d'une demande d'attestation de découverte importante.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Permis de prospection attribués en 1996

	Superficie (ha)	Titulaire	DATES (a. m. j.)			Dépenses prévues dans la soumission	Emplacement*
			Entré en vigueur	Un puits doit être foré avant	Expiration		
PP 373	99 560	Grand River	1996.03.27	2001.03.26	2005.03.26	1 226 000 $	Cont.-C.V.M.
PP 374	138 170	Grand River	1996.03.27	2001.03.26	2005.03.26	1 042 000 $	Cont.-C.V.M.
PP 375	3 508	Murphy Oil	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	2 806 000 $	Cont.-C.V.M.
PP 376	86 156	Canadian 88	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	1 200 000 $	Cont.-C.V.M.
PP 377	47 693	Ranger Oil	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	3 069 000 $	Cont.-C.V.M.
PP 378	23 145	Husky Oil	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	3 154 000 $	Cont.-M.
PP 379	24 420	Norcen Energy	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	6 388 731 $	Cont.-M.
PP 380	25 606	Paramount	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	2 200 000 $	Cont.-M.
PP 381	21 236	Unocal Canada	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	6 250 000 $	Cont.-M.
PP 382	25 335	Ocelot Energy Ltd.	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	1 100 000 $	Cont.-M.
PP 383	25 515	Shell Canada Ltd.	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	1 224 400 $	Cont.-M.

*Emplacement : DM\MB = Delta du Mackenzie et mer de Beaufort.
Cont.-C.V.M. = Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - Le partie centrale de la vallée du Mackenzie.
Cont.-M. = Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie méridionale.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Bilan des activités pour la partie continentale des Territoires

	1992	1993	1994	1995	1996
Puits entamés					
de découverte et de délimitation	0	0	0	0	1
de développement	0	0	4	3	6
Total	**0**	**0**	**4**	**3**	7
Puits terminés*[1]					
de découverte et de délimitation	0	0	0	0	0
de développement	0	0	4	3	6
Total	**0**	**0**	**4**	**3**	**6**
Mètres forés					
Puits de découverte/de délimitation	0	0	0	0	1 309
Puits de développement	0	0	0	4850	11 368
Installations de forage en exploitation	0	0	0	1	2
Travaux géophysiques effectués	1	1	0	8	15*[3]
Levés de sismique-réflexion (en km)	1867*[2]	55	0	698	921,5*[2]
Dépenses engagées (en millions de $)					
Travaux géophysiques et géologiques	1,1	0,5	0	10,5	20,7*[5]
Travaux de prospection, de délimitation ou de reconditionnement	7,7	4,9	0	0	0
Forage de développement	0	0	4	5,9	12,4
Installations de production	8,6	5,6	8,8	0	0
Abandons de puits	0	0	0	0,07	0,15*[4]
Total des dépenses (en millions de $)	**17,4**	**11,1**	**12,8**	**16,47**	**33,25**

*1 Dans la partie continentale des Territoires, où les travaux de prospection se déroulent généralement exclusivement en hiver, un puits est considéré comme terminé au cours de l'année où il a atteint sa profondeur totale, même si les essais reprennent l'année suivante.

*2 Comprend l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.

*3 Inclut trois programmes magnétiques aéroportés et deux programmes de réinterprétation.

*4 Un puits dans les Territoires du Nord-Ouest.

*5 Comprend deux programmes géologiques.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Bilan des activités pour le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort	1992	1993	1994	1995	1996
Puits entamés de découverte et de délimitation	2	0	0	0	0
Puits terminés*[1] de découverte et de délimitation	2	0	0	0	0
Mètres forés Puits de découverte/de délimitation	2560	0	0	0	0
Installations de forage en exploitation	1	0	0	0	0
Taux d'exploitation (mois d'installations de forage)	2	0	0	0	0
Travaux géophysiques effectués	3	1	0	0	0
Levés de sismique-réflexion (en km)	3955*[2]	285	0	0	0
Dépenses engagées (en millions de $)					
Travaux géophysiques et géologiques	8,8	4	0	0	0
Travaux de prospection, de délimitation ou de reconditionnement	10,1	0	0	0	0
Abandons de puits	nd	nd	nd	0,04	3,5*[3]
Total des dépenses (en millions de $)	**18,9**	**4**	**0**	**0,04**	**3,5**

*[1] Dans la mer de Beaufort, où les activités sont saisonnières et où il faut parfois consacrer plusieurs saisons à forer un puits, un puits est considéré comme terminé au cours de l'année où il a atteint sa profondeur totale.

*[2] Comprend l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.

*[3] Dix puits ont été abandonnés dans le delta du Mackenzie.

Bilan des activités pour les îles de l'Arctique et la zone extra côtière de l'est de l'Arctique	1992	1993	1994	1995	1996
Dépenses engagées (en millions de $)					
Travaux géophysiques et géologiques	0	0,4	0	0	0
Travaux de prospection, de délimitation ou de reconditionnement	4,2	nd	0	0	0
Installations de production	0	0	0	0	0
Abandons de puits	0,2	0	0	0, 1	13,0*
Total des dépenses (en millions de $)	**4,4**	**0,4**	**0**	**0,1**	**13,0**

*Coûts estimés pour l'abandon de quatre puits dont deux à Bent Horn.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Bilan des activités pour la partie continentale des Territoires

	1992	1993	1994	1995	1996
Puits entamés					
de découverte et de délimitation	0	0	0	0	1
de développement	0	0	4	3	6
Total	**0**	**0**	**4**	**3**	7
Puits terminés*[1]					
de découverte et de délimitation	0	0	0	0	0
de développement	0	0	4	3	6
Total	**0**	**0**	**4**	**3**	**6**
Mètres forés					
Puits de découverte/de délimitation	0	0	0	0	1 309
Puits de développement	0	0	0	4850	11 368
Installations de forage en exploitation	0	0	0	1	2
Travaux géophysiques effectués	1	1	0	8	15*[3]
Levés de sismique-réflexion (en km)	1867*[2]	55	0	698	921,5*[2]
Dépenses engagées (en millions de $)					
Travaux géophysiques et géologiques	1,1	0,5	0	10,5	20,7*[5]
Travaux de prospection, de délimitation ou de reconditionnement	7,7	4,9	0	0	0
Forage de développement	0	0	4	5,9	12,4
Installations de production	8,6	5,6	8,8	0	0
Abandons de puits	0	0	0	0,07	0,15*[4]
Total des dépenses (en millions de $)	**17,4**	**11,1**	**12,8**	**16,47**	**33,25**

*[1] Dans la partie continentale des Territoires, où les travaux de prospection se déroulent généralement exclusivement en hiver, un puits est considéré comme terminé au cours de l'année où il a atteint sa profondeur totale, même si les essais reprennent l'année suivante.

*[2] Comprend l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.

*[3] Inclut trois programmes magnétiques aéroportés et deux programmes de réinterprétation.

*[4] Un puits dans les Territoires du Nord-Ouest.

*[5] Comprend deux programmes géologiques.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Bilan des activités pour le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort	1992	1993	1994	1995	1996
Puits entamés de découverte et de délimitation	2	0	0	0	0
Puits terminés*[1] de découverte et de délimitation	2	0	0	0	0
Mètres forés Puits de découverte/de délimitation	2560	0	0	0	0
Installations de forage en exploitation	1	0	0	0	0
Taux d'exploitation (mois d'installations de forage)	2	0	0	0	0
Travaux géophysiques effectués	3	1	0	0	0
Levés de sismique-réflexion (en km)	3955*[2]	285	0	0	0
Dépenses engagées (en millions de $)					
Travaux géophysiques et géologiques	8,8	4	0	0	0
Travaux de prospection, de délimitation ou de reconditionnement	10,1	0	0	0	0
Abandons de puits	nd	nd	nd	0,04	3,5*[3]
Total des dépenses (en millions de $)	**18,9**	**4**	**0**	**0,04**	**3,5**

*[1] Dans la mer de Beaufort, où les activités sont saisonnières et où il faut parfois consacrer plusieurs saisons à forer un puits, un puits est considéré comme terminé au cours de l'année où il a atteint sa profondeur totale.
*[2] Comprend l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.
*[3] Dix puits ont été abandonnés dans le delta du Mackenzie.

Bilan des activités pour les îles de l'Arctique et la zone extra côtière de l'est de l'Arctique	1992	1993	1994	1995	1996
Dépenses engagées (en millions de $)					
Travaux géophysiques et géologiques	0	0,4	0	0	0
Travaux de prospection, de délimitation ou de reconditionnement	4,2	nd	0	0	0
Installations de production	0	0	0	0	0
Abandons de puits	0,2	0	0	0,1	13,0*
Total des dépenses (en millions de $)	**4,4**	**0,4**	**0**	**0,1**	**13,0**

*Coûts estimés pour l'abandon de quatre puits dont deux à Bent Horn.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Bilan des activités de forage

Nom du puits	Coordonnées Latitude/Longitude	Activités/ État des travaux	Profondeur totale
Partie continentale des Territoires			
Imp Norman Wells F-52X	65°16'19" N. / 126°50'49" O.	Achevé : puits de production ; démarrage 1996.01.01 ; retrait des installations de forage 1996.02.19 (Shehtah #1)	2000 m
Imp Norman Wells H-52X	65°16'19.3" N. / 126°50'48.7" O.	Achevé : puits d'injection ; démarrage 1996.02.25 ; retrait des installations de forage 1996.04.01 (Shehtah #1)	2059 m
Imp Norman Wells P-48X	65°15'11.16" N. / 126°52'13.48" O.	Achevé : puits d'injection ; démarrage 1996.04.14 ; retrait des installations de forage 1996.05.09 (Shehtah #1)	1845 m
Imp Norman Wells M-50X	65°15'19.30" N. / 126°51'46.73" O.	Achevé : puits de production ; démarrage 1996.06.14 ; retrait des installations de forage 1996.07.09 (Shehtah #1)	1880 m
Imp Norman Wells L-52X	65°15'37.37" N. / 126°51'08.24" O.	Achevé : puits d'injection ; démarrage 1996.07.29 ; retrait des installations de forage 1996.08.15 (Shehtah #1)	1612 m
Imp Norman Wells J-52X	65°15'37.37" N. / 126°51'08.71" O.	Achevé : puits de production ; démarrage 1996.08.17 ; retrait des installations de forage 1996.09.13 (Shehtah #1)	1972 m
UCEL Liard K-02	60°11'33.85" N. / 123°31"10.24" O.	Forage : puits de découverte ; démarrage : 1996.12.14 (Cactus #1)	1309 m

(Les puits à Norman Wells sont des puits de développement horizontaux).

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Bilan des activités d'abandon de puits

Nom du Puits	Coordonées Latitude/ Longitude	Date d'abandon
Partie continentale des Territoires		
Paramount HB et al Cameron Hills M-31	60°00'55.97" N. / 117°07'22.30" O.	1996.01.26
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort		
Shell Niglintgak H-30	69°19'21.19" N. / 135°20'35.29" O.	1996.02.05
Shell Kumak E-58	69°17'29.48" N. / 135°14'55.28" O.	1996.02.10
Shell Niglintgak M-19	69°18'49.00" N. / 135°19'26.00" O.	1996.02.12
Shell Niglintgak B-19	69°18'11.00" N. / 135°18'19.00" O.	1996.02.15
Shell Titalik O-15	69°04'58.00" N. / 135°03'12.00" O.	1996.02.23
Shell Kumak K-16	69°15'32.93" N. / 135°03'58.20" O.	1996.02.26
Shell Unipkat B-12	69°11'00.75" N. / 135°18'25.03" O.	1996.02.29
Shell Unipkat I-22	69°11'37.38" N. / 135°20'27.43" O.	1996.03.03
Shell Kugpik O-13	68°52'50.00" N. / 135°18'15.00" O.	1996.03.04
Shell Unipkat N-12	69°11'54.77" N. / 135°19'07.66" O.	1996.03.06
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique		
Panarctic Drake F-76	76°25'22.40" N. / 108°28'47.80" O.	1996.01.08
Panarctic Rea Pt. Strat K-32	75°21'33.60" N. / 105°43'38.10" O.	1996.07.29
Panarctic et al W. Bent Horn I-01A	76°20'33.26" N. / 104°00'35.80" O.	1996.10.07
Panarctic et al W. Bent Horn A-02	76°21'05.70" N. / 104°00'53.10" O.	1996.10.09

SOURCES D'INFORMATION

Direction du pétrole et du gaz du Nord

De nombreuses sources d'information sur les questions d'utilisation foncière et d'environnement touchant le pétrole et le gaz se trouvent au **Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.** Pour obtenir des renseignements particuliers, prière d'inclure le nom de la personne-ressource concernée nommée ci-après dans l'adresse d'envoi générique du Ministère.

Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien
OTTAWA, Ontario
Canada K1A 0H4

Les renseignements sur le régime de gestion des ressources, les demandes de désignations, les appels d'offres et toute autre information connexe peuvent être obtenues en s'adressant au **Chef, Attribution des droits et Politiques** (819) 994-1606.

Les renseignements sur l'enregistrement et les avis de cessions, les permis de prospection, les attestations de découverte importante, les licences de production, les règlements d'enregistrement et les cartes peuvent être obtenus en s'adressant au **Gestionnaire des droits / Registraire** (819) 953-8490.

L'information sur l'histoire de la prospection dans le Nord et les activités géologiques et géophysiques peut être obtenue auprès du **Géologue en chef** (819) 953-8722.

On peut se procurer les différents rapports et les guides de l'information sur les règlements relatifs à l'utilisation des terres, les directives environnementales d'exploitation dans les territoires et des revendications en s'adressant au **Kiosque de renseignements**, Direction générale des communications, (819) 997-0380 ou par télécopieur au (819) 953-3017

Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien

Adresse municipale :	6e étage, 10 rue Wellington, Hull (Québec)
Téléphone :	(819) 997-0877
Télécopieur :	(819) 953-5828
Internet :	http://www.inac.gc.ca

Sources Additionnelles

Office national de l'énergie
Energy Plaza
311, 6e Ave. s.o.
Calgary (Alberta)
Canada T2P 3H2
Téléphone : (403) 292-4800
Télécopieur : (403) 292-5503

L'Office national de l'énergie offre :

- des renseignements sur la prospection, la mise en valeur, l'exploitation, le transport par pipeline et l'exportation par le biais de son **Bureau du soutien à la réglementation** ;

- l'accès à des cartes, à l'information technique, aux rapports géologiques et géophysiques, à des rapports et dossiers publiés sur l'historique des puits par le biais de son **Bureau d'information sur les terres domaniales** ;

- des renseignements relatifs au Fonds pour l'étude de l'environnement par le biais de la **Direction générale de l'environnement**.

On peut accéder aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60° degré en communiquant avec **l' Institut de géologie sédimentaire et pétrolière**, Commission géologique du Canada, 3303, 33e Rue n.o. Calgary (Alberta) T2L 2A7 . Téléphone : (403) 292-7000 Télécopieur : (403) 292-5377.

Les renseignements sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis, sont disponibles auprès du Centre géoscientifique de l'Atlantique Institut océanographique de Bedford, **Entreposage des carottes et laboratoire**, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4A2
Téléphone : (902) 426-6127 Télécopieur : (902) 426-6186.

On peut se procurer l'information concernant le Programme de recherche et de développement énergétiques en s'adressant au Directeur général, **Bureau de recherche et développement énergétique,** Ressources naturelles Canada, 580, rue Booth Ottawa (Ontario) K1A 0E4.
Téléphone : (613) 995-8860 Télécopieur : (613) 995-6146.